무효전력을 고려한 한계송전손실계수 산정 방법론 개발 및 현물시장에의 적용

論 文
52A-7-11

The Development of the Transmission Marginal Loss Factors with Consideration of the Reactive Power and its Application to Energy Spot Market

朴 宗 培* · 李 起 松** · 愼 重 麟*** · 金 成 洙§
(Jong-Bae Park · Ki-Song Lee · Joong-Rin Shin · Sung-Soo Kim)

Abstract - This paper presents a new approach for evaluating the transmission marginal loss factors (MLFs) considering the reactive power. Generally, MLFs are represented as the sensitivity of transmission losses, which is computed from the change of the generation at reference bus by the change of the load at the arbitrary bus-i. The conventional evaluation method for MLFs uses the only H matrix, which is a part of jacobian matrix. Therefore, the MLFs computed by the existing method, don't consider the effect of the reactive power, although the transmission losses are a function of the reactive power as well as the active power. To compensate the limits of the existing method for evaluating MLFs, the power factor at the bus-i is introduced for reflecting the effect of the reactive power in the evaluation method of the MLFs. Also, MLFs calculated by the developed method are applied to energy spot markets to reflect the impacts of reactive power. This method is tested with the sample system with 5-bus, and analyzed how much MLFs have an effect on the bidding/offer price, market clearing price(MCP), and settlement in the competitive energy spot market. This paper compared the results of MLFs calculated by the existing and proposed method for the IEEE 14-bus system, and the KEPCO system.

Key Words : Transmission marginal loss factor, Penalty factor, Reactive power, Transmission loss, Power factor, Nodal pricing

1. 서 론

발전/송전/배전 및 판매의 수직통합, 독점 및 규제 등으로 특징지어지던 과거의 전력산업은 부문별 수직분할 및 부문내 경쟁도입, 규제완화, 민간자본의 적극적 참여 등 새로운 패러다임으로 변하고 있다. 이러한 경쟁적 전력시장에서는 기존의 독점적 전력시스템에서의 접근 및 분석방법론과는 매우 상이한 접근법이 필요로 하게 된다. 기존의 수직통합 환경에서의 전력시스템의 운용은 비용을 최소화하는 접근방법에 기초하였으나 경쟁적 전력시장에서는 시장참여자(즉, 발전사업자, 송전회사, 판매사업자) 등의 수익 또는 이익극대화의 관점으로 문제를 접근할 것이다[1]. 따라서, 경쟁적 전력시장에서 기본적인 가격결정 방법론은 경제적 측면의 최적성이나 계통운용 조건을 반영할 수 있는 한계비용법으로 접근할 것이고 점진적으로 우리나라의 전력산업도 이러한 방향으로 발전하고 있다.

이러한 경쟁적 전력시장에서의 가격결정 방법론의 변화의 가장 큰 목적은 시장참여자에게 시간과 위치에 따른 시장가격 신호를 제공할 수 있다는 것이고 이러한 시장가격을 통하여 시장참여자들에게 경제적이고 효율적인 장·단기적인 사업운용을 할 수 있는 기반을 제공할 수 있다는 것이다. 이는 1980년대에 F. C. Scheweppe 등에 의해 처음으로 제안되었으며, 또한 FERC (Federal Energy Regulatory Commission)에서는 표준화된 도매시장설계를 위한 기본요소중의 하나로 제시하고 있다[2-3].

전력시스템의 각 모선에서의 한계비용(Nodal price)을 정확하게 계산하기 위해서는 송전손실, 송전망제약, 무효전력제약, 발전제약 등이 고려되어야 한다[4]. 그러나, 전력산업 구조개편을 시행하고 있는 일부의 해외 전력시장에서는 위의 제약조건 중 일부의 요소만 현물시장에 도입하고 있으며, 그 이외의 해외 여러 국가 및 우리나라의 양방향 도매전력시장에도 일부만이 반영된 모선별 한계비용체계가 도입될 것이다[5]. 제반 제약 요소를 제외한 송전손실만 고려된 모선별 한계비용(Nodal pricing) 메카니즘을 적용하기 위해서는 우선적으로 해결해야 할 것이 전력방정식의 등식제약으로부터 도출되는 한계송전손실계수(MLFs)이다. 한계송전손실계수는 특정 조류상태에서 계통손실함수의 민감도를 의미하며, 이는 부하의 변화량에 대한 발전량의 변화량으로부터 계산된다[6].

현재 전력시장을 도입하고 있는 국가 중 한계송전손실계수를 도입하고 있는 국가에서는 한계송전손실계수를 여러 방법론을 통하여 경쟁적 전력시장에 반영하고 있다. 특히, 호주의 NEMMCO에서는 기준모선을 포함한 자코비안 행렬의 영(0)이 되는 고유치(Eigen value)에 해당하는 고유벡터(Eigen vector)를 이용하여 한계송전손실계수를 도출하고 있으며[7], 스웨덴에서는 모선별 각 모선을 슬랙모선으로 지정하면서 조류계산을 전체 모선수만큼 수행하여 한계송전손실계수를 도출한다[8]. 또한, 캐나다에서는 한계송전손실계수와 페널티계수의 역의 관계를 이용하여 그 도출 방법론이 여러 기존문헌

* 正 會 員 : 建國大學 工大 電氣工學科 助敎授 · 工博
** 正 會 員 : 建國大學 工大 電氣工學科 博士課程
*** 正 會 員 : 建國大學 工大 電氣工學科 助敎授 · 工博
§ 正 會 員 : 韓國電力去來所 課長 · 工博
接受日字 : 2003年 3月 27日
最終完了 : 2003年 5月 20日

[9-13]에서 제시되고 있는 페널티계수(Penalty factor)의 역수를 이용하고 있다[14].

하지만, 부하량 변화에 대한 전력시스템의 송전손실의 변화함에도 불구하고 위의 한계송전손실계수 도출 방법론들은 조류계산의 자코비안 행렬 중에서 위상각 증분에 대한 유효전력 증분을 나타내는 자코비안의 부분행렬인 H 행렬만을 이용한다. 따라서, 본 논문에서는 위의 방법론들의 한계점을 극복하기 위해 모선의 역률 정보를 이용하여 한계송전손실계수를 도출할 때 유효전력 뿐만 아니라 무효전력까지 고려할 수 있는 새로운 해석적인 방법론을 제안하였다. 본 논문에서는 샘플 계통에 대한 제안한 방법론과 기존 방법론을 이용한 한계송전손실계수를 도출하여 전력시장에서 입찰가격/시장가격/정산금에 어떠한 영향을 미치는지 분석하였다. 또한, IEEE 14-모선 계통과 2001년 최대 부하시 우리나라 실계통에 대하여 위의 두 방법론에 대한 한계송전손실계수를 도출하여 비교하였다.

2. 본 론

2.1 한계송전손실계수

호주, 캐나다 등 여러 세계 여러 전력시장 뿐만 아니라 향후 우리나라의 양방향 도매전력시장에서 적용될 한계송전손실계수는 임의의 모선- i 에서의 부하증가량에 대한 기준모선에서의 발전량의 증가량을 의미하며 식 (1)과 같이 임의의 모선- i의 단위 부하증가에 대한 송전손실의 민감도로부터 도출된다[5,6,14].

$$MLF_{Li} = \frac{\Delta P_{GR}}{\Delta P_{Li}} = \frac{\Delta P_{Li} + \Delta P^{i}_{loss}}{\Delta P_{Li}} = 1 + \frac{\Delta P^{i}_{loss}}{\Delta P_{Li}} \qquad (1)$$

여기서, MLF_{Li}는 모선- i에서의 한계송전손실계수, ΔP_{GR}는 기준모선에서 발전 증가량, ΔP_{Li}는 모선- i에서의 부하 증가량, ΔP^{i}_{loss}는 임의의 모선- i의 부하 증가로 인한 발생한 손실 변화량이다.

식 (1)에서 보여지는 바와 같이 한계송전손실계수는 특정 모선- i와 기준모선과의 전기적인 거리를 증분 수급 방정식 ($\Delta P_{GR} = \Delta P_{Li} + \Delta P^{i}_{loss}$)을 기준으로 표현한 것이다. 즉, 전기적인 거리의 측면에서 모선- i와 기준모선과의 일대일 관계를 가지고 있다. 따라서, $MLF_{Li} > 1$ 경우에는 모선- i에서 부하가 증가하였을 때 계통 전체의 손실이 증가를 나타내며 이는 모선- i가 기준모선에서 전기적으로 먼 곳의 부하중심지역에 위치하고 있음을 의미한다. $MLF_{Li} < 1$경우에는 모선- i에서 부하증가에 대한 계통 전체의 손실감소와 기준모선에 전기적으로 가까운 발전중심지역에 위치하여 주요 전력조류의 흐름을 감소시키고 있음을 의미한다. 또한, $MLF_{Li} = 1$인 경우에는 모선- i에서 부하증가 하였을 때 계통 전체의 손실 변화가 없는 경우이며 이는 기준모선과 동일한 모선이거나 기준모선과 매우 유사한 특징을 나타내는 모선에서 부하가 증가하였음을 의미한다.

2.1.1 우리나라 양방향 도매전력시장에서의 한계송전손실계수 적용

향후 우리나라의 도매전력시장 및 호주 등에서는 시장참여자(발전사업자/판매사업자/배전사업자)들의 입찰, 급전, 정산금을 기준모선을 중심으로 반영하기 위해 한계송전손실계수를 다음과 같이 적용한다[5-7].

그림 1 도매전력시장에서 한계송전손실계수 적용

Fig. 1 The application of the MLFs in the energy spot market

우리나라의 양방향 도매전력시장에서는 발전사업자의 경우에는 모선별, 부하 및 판매사업자의 경우에는 지역별로 시간대별/요일별/계절별로 18개구간의 한계송전손실계수를 산정하여 적용할 예정이다. 그림 1에서 보여지는 것처럼 시장참여자들의 입찰가격을 기준모선 가격으로 환산하기 위하여 시장참여자의 입찰가격을 식 (1)의 한계송전손실계수으로 나누어 현물시장가격(MCP)을 결정하고 결정된 시장가격을 이용하여 정산시에는 발전사업자와 배전 및 판매사업자들의 실제 측정된 발전량과 소비전력량에 모선별/지역별 한계송전손실계수를 곱하여 각 시장참여자들의 정산금을 도출하게 된다[5].

한계비용이론에 따르면 발전사업자와 배전 및 판매사업자간의 정산금의 차액은 송전선 이용에 대한 송전요금으로 도출된다[2]. 따라서, 우리나라 양방향 도매전력시장에서는 그림 1에서 보여지는 것처럼 전력거래로 인해 발생된 정산잉여금은 시장참여자들에게 재분배되지 않고 송전사업자에게 지불되도록 하고 있다. 기존의 총괄비용법에 의해 도출된 송전비용과는 달리 위와 같이 도출된 정산잉여금은 송전선 이용에 대한 가격신호를 제공해 줄 수 있다.

이와 같이 한계송전손실계수는 시장참여자들의 입찰가격과 급전량을 기준모선으로 환산하게 되므로 시・공간에 따라 입찰가격 뿐만 아니라 시장가격과 정산금에 큰 영향을 줄 수 있다. 이는 궁극적으로 우리나라 도매전력시장이 현물에너지 시장에서 전력계통의 제반사항을 고려한 모선별 가격체제(Nodal pricing)를 구축하여 전체 전력시장을 최적으로 운용할 뿐만 아니라 현실에 근접한 전력시장으로 진화하려 하고 있음을 보여주고 있다.

2.1.2 페널티계수와 한계송전손실계수의 관계

경제급전문제는 주어진 수요에 대하여 전체 발전비용 최소화를 목적으로 비용이 다른 발전기들의 출력을 경제적인 관

점에서 최적으로 분배한다. 이때, 페널티계수는 최적으로 분배된 발전기의 출력으로 인해 계통에서 발생된 손실을 고려하기 위하여 이용되며 식 (2)와 같이 나타난다[9-11].

$$PF_i = \frac{1}{1 - \frac{\Delta P^i_{loss}}{\Delta P_{Gi}}} \tag{2}$$

여기서, PF_i는 모선-i에서의 페널티계수이며, ΔP_{Gi}는 모선-i에서 발전량의 변화량이다.

식 (2)에서 페널티계수의 역수인 $1-\Delta P^i_{loss}/\Delta P_{Gi}$는 식 (1)과 마찬가지로 모선-$i$의 발전량의 변화로 인해 발생한 계통의 송전손실의 민감도로부터 도출된다. 이때, 모선-i에서 유입전력의 방향(즉, 발전모선의 경우 : (+)방향, 부하모선의 경우 : (-)방향)을 고려하면 $\Delta P_{Gi} = -\Delta P_{Li}$가 되기 때문에 이하의 식 (1)의 한계송전손실계수는 식 (3)과 같이 나타난다.

$$MLF_{Li} = 1 + \frac{\Delta P^i_{loss}}{\Delta P_{Li}} = 1 - \frac{\Delta P^i_{loss}}{\Delta P_{Gi}} = \frac{1}{PF_i} \tag{3}$$

식 (3)에서 보여지는 것처럼 한계송전손실계수는 물리적으로 페널티계수의 역수와 동일함을 알 수 있다.

2.1.3 기존의 한계송전손실계수 산정 방법론의 한계점

향후 우리나라 도매전력시장 뿐만 아니라 세계 여러 전력시장에서 적용하고 있는 한계송전손실계수 산정 방법론은 식 (3)의 한계송전손실계수와 페널티계수와의 상관관계를 이용하여 여러 기존 문헌에서 제시되고 있는 페널티계수 도출 방법론에 기반하여 한계송전손실계수를 계산한다. 상기 방법론들은 전력조류계산에서 이용되는 자코비안 행렬 중 부분행렬인 H 행렬만을 이용하여 페널티계수를 도출한다. 식 (2)와 (3)에서 보여지는 바와 같이 페널티계수는 모선-i의 발전량 변화량에 대한 기준모선에서의 발전량의 변화를 나타내고 한계송전손실계수는 모선-i의 부하 변화에 대한 기준모선의 발전량의 변화량을 나타낸다. 따라서, 페널티계수를 도출할 때에는 발전량을 변화시키려는 모선의 전압크기의 변화(ΔV_i)를 고려할 필요가 없을 수 있지만, 한계송전손실계수를 도출할 때에는 부하량이 변화할 때, 모선-i에서의 전압 위상각 변화($\Delta\theta_i$) 뿐만 아니라 전압크기 변화(ΔV_i)도 고려해 줄 필요가 있다. 뿐만 아니라 모선-i의 단위 부하증가에 대한 전력시스템의 송전손실은 유효전력 뿐만 아니라 무효전력 함수가 되므로 무효전력의 영향도 고려해 줄 필요가 있다. 따라서, 본 논문에서는 기존의 한계송전손실계수 산정 방법론의 한계점을 극복하기 위하여 한계송전손실계수 산정시 모선-i의 역률 정보를 이용하여 자코비안 행렬의 부분행렬인 H 행렬만이 아닌 전체 자코비안 행렬을 이용하여 한계송전손실계수를 도출할 수 있는 방법론을 제시하고자 한다.

2.2 본 논문에서 제안한 한계송전손실계수 산정 방법론

본 논문에서 제안한 한계송전손실계수 산정 방법론에서 필요한 가정들은 다음과 같다.

2.2.1 가 정

가정 1. 사례전력계통의 조류계산 결과는 주어진다. 이때, 슬랙모선은 모선-1로 지정하고 한계송전손실계수 산정시의 기준모선은 슬랙모선으로 한다.

가정 2. 전력계통은 그림 1과 같이 구성되어 있다. 이때, 발전모선은 n_G개이고, 부하모선의 개수는 n_L개이다.

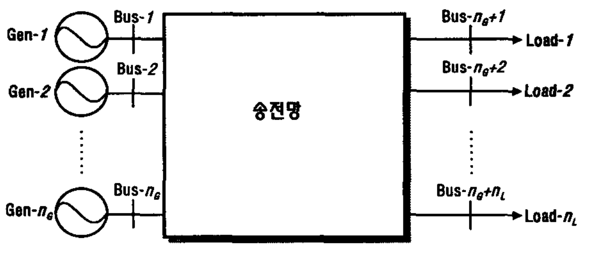


그림 2 전력계통 구성도
Fig. 2 The configuration of the power system

가정 3. 그림 3과 같이 부하모선의 역률은 주어진 시간내에서 일정하다. 따라서, 임의의 부하모선-i에서 유효전력증분에 대한 무효전력은 식 (4)와 같이 증가한다.

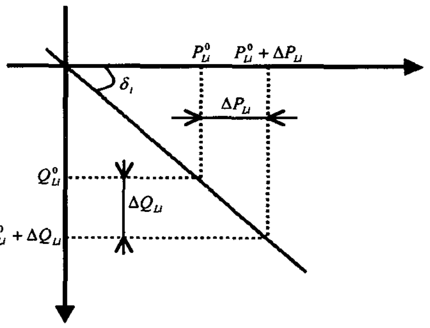


그림 3 일정 역률의 개념
Fig. 3 The concept of the consistent power factor

$$\Delta Q_{Li} = \tan\delta_i \Delta P_{Li} \tag{4}$$

여기서,

ΔP_{Li}: 임의의 부하모선-i에서 유효전력 증가량,

ΔQ_{Li}: 임의의 부하모선-i에서 유효전력 증가량,

δ_i: $\delta_i = \cos^{-1}\left(\frac{\Delta P_{Li}}{\sqrt{\Delta P^2_{Li}+\Delta Q^2_{Li}}}\right) = \cos^{-1}\left(\frac{P_{Li}}{\sqrt{P^2_{Li}+Q^2_{Li}}}\right)$ 인 모선-i에서 역률각.

이때, 식 (4)에서 부하증가 이전 전력계통의 모선-i에서 유효전력과 무효전력이 영(0)이거나 무효전력만 있는 모선에 대해서는 실제 유효전력의 증가에 대한 무효전력의 변화를 고려할 수가 없기 때문에 본 논문에서는 위의 경우에는 역률을 고려하지 않는다.

2.2.2 본 논문에서 제안한 한계송전손실계수 산정방법

기준모선을 슬랙모선으로 지정하였을 때, 가정 1에 의해 조류계산에서 이용되는 전체 자코비안 행렬은 다음과 같이 구성된다.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial v_2} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial v_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial v_2} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial v_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial v_2} & \cdots & \frac{\partial Q_2}{\partial v_n} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial v_2} & \cdots & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial v_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta v_2 \\ \vdots \\ \Delta v_n \end{bmatrix} \tag{5}$$

여기서, ΔP_i와 ΔQ_i는 모선-i에서의 유효/무효유입전력 증분, $\Delta \theta_i$와 Δv_i는 모선-i에서의 전압위상각과 전압크기 증분, n은 전력시스템의 전체 모선수이고 $n = n_G + n_L$ 이다.

또한, 기준모선(즉, 슬랙모선)의 유효유입전력에 대하여 모선 전압크기와 위상각에 대해 식 (6)과 같이 나타낼 수 있다.

$$\Delta P_R = \frac{\partial P_R}{\partial \theta_2}\Delta\theta_2 + \cdots + \frac{\partial P_R}{\partial \theta_n}\Delta\theta_n + \frac{\partial P_R}{\partial v_2}\Delta v_2 + \cdots + \frac{\partial P_R}{\partial v_n}\Delta v_n \tag{6}$$

여기서, ΔP_R은 기준모선에서의 유효유입전력 변화량이다.

이때, 물리적으로 발전모선인 경우 전압을 일정하게 유지해주는 자동전압조절장치 등과 같은 설비가 설치되어 있기 때문에 발전모선의 전압크기의 변화를 무시한다면 모선-1에서 모선-n_G까지 전압크기(Δv_i)는 영(0)으로 취급할 수 있다. 따라서, 식 (5)와 식 (6)에서 위의 조건을 고려한다면 자코비안 행렬은 식 (7)과 같이 전개되고 기준모선에서의 유효유입전력 변화량를 나타내는 식 (6)은 식 (8)과 같이 전개된다.

$$\begin{bmatrix} \overline{\Delta P} \\ \hline \overline{\Delta Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P,\theta} & J_{P,v} \\ J_{Q,\theta} & J_{Q,v} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{\Delta \theta} \\ \hline \overline{\Delta v} \end{bmatrix} \tag{7}$$

여기서, $\overline{\Delta P}$은 크기가 $(n-1)\times 1$인 유효유입전력 증분벡터, $\overline{\Delta Q}$는 크기가 $n_L \times 1$인 무효유효전력 증분벡터, $\overline{\Delta \theta}$는 크기가 $(n-1)\times 1$인 모선 위상각 벡터, $\overline{\Delta v}$는 크기가 $n_L \times 1$인 모선 전압크기 벡터, $J_{P,\theta}$는 크기가 $(n-1)\times(n-1)$인 $\partial P_i/\partial\theta_i$로 구성된 자코비안 행렬, $J_{P,v}$은 크기가 $(n-1)\times(n_L)$인 $\partial P_i/\partial v_i$로 구성된 자코비안 행렬, $J_{Q,\theta}$은 크기가 $(n_L)\times(n-1)$인 $\partial Q_i/\partial \theta_i$로 구성된 자코비안 행렬, $J_{Q,v}$는 크기가 $(n_L)\times(n_L)$인 $\partial Q_i/\partial v_i$로 구성된 자코비안 행렬이다.

$$\begin{aligned} \Delta P_R &= \frac{\partial P_R}{\partial \theta_2}\Delta\theta_2 + \cdots + \frac{\partial P_R}{\partial \theta_n}\Delta\theta_n \\ &\quad + \frac{\partial P_R}{\partial v_{n_G+1}}\Delta v_{n_G+1} + \cdots + \frac{\partial P_R}{\partial v_n}\Delta v_n \\ &= [\, J_{R,\theta} \;\; J_{R,v}] \begin{bmatrix} \overline{\Delta\theta} \\ \hline \overline{\Delta v} \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{8}$$

여기서, v_i와 θ_i는 모선-i에서 전압크기와 위상각, $J_{R,\theta}$는 크기가 $(1)\times(n-1)$인 $\partial P_R/\partial\theta_i$로 구성된 행렬, $J_{R,v}$는 크기가 $(1)\times(n_L)$인 $\partial P_R/\partial v_i$로 구성된 행렬, P_R는 기준모선에서의 유효유입전력이다.

식 (7)의 자코비안 행렬의 역함수를 취하여 식 (8)에 대입하면 다음과 같이 전개된다.

$$\Delta P_R = [\, J_{R,\theta} \;\; J_{R,v}] \begin{bmatrix} J_{P,\theta} & J_{P,v} \\ J_{Q,\theta} & J_{Q,v} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \overline{\Delta P} \\ \hline \overline{\Delta Q} \end{bmatrix} \tag{9}$$

식 (9)의 좌변을 이항하여 전개하면 다음과 같다.

$$\left[1, -[\, J_{R,\theta} \;\; J_{R,v}] \begin{bmatrix} J_{P,\theta} & J_{P,v} \\ J_{Q,\theta} & J_{Q,v} \end{bmatrix}^{-1} \right] \begin{bmatrix} [\,\overline{\Delta P}] \\ \hline \overline{\Delta Q} \end{bmatrix} = 0 \tag{10}$$

여기서, $[\,\overline{\Delta P}]$은 크기가 $n\times 1$인 기준모선을 포함한 유효유입전력 증분벡터이다.

여기서, 한계송전손실계수의 전개가 용이하도록 $\left[1, -[\, J_{R,\theta} \;\; J_{R,v}] \begin{bmatrix} J_{P,\theta} & J_{P,v} \\ J_{Q,\theta} & J_{Q,v} \end{bmatrix}^{-1} \right]$를 $\alpha = [\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_n, \alpha_{n+1}, \cdots, \alpha_{n+n_L}]$로 두면 식 (10)은 다음과 같이 전개된다.

$$[\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_n, \alpha_{n+1}, \cdots, \alpha_{n+n_L}] \begin{bmatrix} [\,\overline{\Delta P}] \\ \hline \overline{\Delta Q} \end{bmatrix} = 0 \tag{11}$$

이때, $\Delta P_i = \Delta P_{Gi} - \Delta P_{Li}$, $\Delta Q_i = \Delta Q_{Gi} - \Delta Q_{Li}$라고 하면 식 (11)은 다음과 같이 전개된다.

$$\begin{aligned} &[\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_n, \alpha_{n+1}, \cdots, \alpha_{n+n_L}] \begin{bmatrix} \Delta P_{G_1} \\ \vdots \\ \Delta P_{G_n} \\ \Delta Q_{G_{n_G+1}} \\ \vdots \\ \Delta Q_{G_n} \end{bmatrix} = \\ &[\alpha_1, \alpha_2, \cdots, \alpha_n, \alpha_{n+1}, \cdots, \alpha_{n+n_L}] \begin{bmatrix} \Delta P_{L_1} \\ \vdots \\ \Delta P_{L_n} \\ \Delta Q_{L_{n_G+1}} \\ \vdots \\ \Delta Q_{L_n} \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{12}$$

여기서, ΔP_{G_i}와 ΔQ_{G_i}는 모선-i에서의 유효/무효발전량의 변화량이고 ΔP_{L_i}와 ΔQ_{L_i}는 모선-i에서의 유효/무효부하량의 변화량이다.

여기서, 식 (12)는 다음과 같이 전개된다.

$$\begin{aligned} &\alpha_1 \Delta P_{G_1} + \cdots + \alpha_n \Delta P_{G_n} + \alpha_{n+1}\Delta Q_{G_{n_G+1}} + \cdots + \alpha_{n+n_L}\Delta Q_{G_n} \\ &= \alpha_1 \Delta P_{L_1} + \cdots + \alpha_n \Delta P_{L_n} + \alpha_{n+1}\Delta Q_{L_{n_G+1}} + \cdots + \alpha_{n+n_L}\Delta Q_{L_n} \end{aligned} \tag{13}$$

이때, 식 (13)은 가정 2에 의해 $a_{n+1} \sim a_{n+n_L}$는 모선-n_G+1에서 모선-n에 해당되는 값이고 가정 3의 식 (4)에 의해서 다음과 같이 전개된다.

$$
\begin{aligned}
& a_1 \Delta P_{G_1} + \cdots + a_n \Delta P_{G_n} + a_{n+1} \Delta Q_{G_{n_G+1}} + \cdots + a_{n+n_L} \Delta Q_{G_n} \\
&= a_1 \Delta P_{L_1} + \cdots + a_n \Delta P_{L_n} + a_{n+1} \tan\delta_{n_G+1} \Delta P_{L_{n_G+1}} + \cdots + \\
&\quad a_{n+n_L} \tan\delta_n \Delta P_{L_n} \qquad (14) \\
&= a_1 \Delta P_{L_1} + \cdots + a_{n_G} \Delta P_{L_{n_G}} + (a_{n_G+1} + a_{n+1} \tan\delta_{n_G+1}) \\
&\quad \Delta P_{L_{n_G+1}} + \cdots + (a_n + a_{n+n_L} \tan\delta_n) \Delta P_{L_n}
\end{aligned}
$$

식 (1)에서 한계송전손실계수는 임의의 모선-i의 부하증가에 대한 기준모선(즉, 슬랙모선)의 발전량의 변화량(즉, $\Delta P_{G_R} / \Delta P_{L_i} = \Delta P_{G_1} / \Delta P_{L_i}$)으로 나타낼 수 있으므로 모선-$i$를 제외한 나머지 모선의 부하의 변화량은 영(0)이고 기준모선(즉, 모선-1)을 제외한 나머지 모선의 발전량의 변화량을 영(0)이라 하면 모선-i의 한계송전손실계수는 다음과 같이 도출할 수 있다.

◇ 발전모선의 경우 (모선-1~모선-n_G)

$$MLF_{Li} = \frac{a_i}{a_1} \qquad (15\text{-}1)$$

◇ 부하모선의 경우 (모선-n_G+1~모선-n)

$$MLF_{Li} = \frac{a_i}{a_1} + \frac{a_{n+i} \tan\delta_i}{a_1} \qquad (15\text{-}1)$$

3. 사 례 연 구

본 논문에서 사례연구는 먼저 샘플 계통(5모선)에 대하여 제안한 방법론과 기존 방법론에 의한 한계송전손실계수를 도출하고 도출된 한계송전손실계수에 의한 현물시장가격(MCP)과 발전사업자의 급전량, 그리고 시장참여자의 정산금에 어떻게 영향을 주는지 분석하고, 2001년 최대부하때 우리나라 실계통에서 위의 두 가지 방법론에 의한 한계송전손실계수를 도출하여 비교하고자 한다.

3.1 5모선 계통

본 샘플 계통에 대한 사례연구에서는 발전사업자와 배전 및 판매사업자의 입찰데이터를 가정하여 제안한 방법론과 기존 방법론에 의한 한계송전손실계수를 도출하고 각 방법론에 의해 도출된 한계송전손실계수에 의한 시장참여자들의 입찰가격, 정산금에 어떻게 영향을 주는지 살펴보고자 한다. 본 사례계통에는 그림 4에서 보여지는 것처럼 모선-1, 모선-3와 모선-5에 발전사업자들과 모선-2와 모선-4에 배전 및 판매사업자들이 전력거래소를 통하여 전력을 거래하고 있다. 이때, 그림 4는 샘플 계통의 계통도를 보여준다.

우리나라 도매전력시장에서는 발전사업자와 배전 및 판매사업자가 입찰을 통하여 전력을 거래하게 되는데, 본 논문에서는 표 1과 같이 그림 4의 샘플 계통에서 발전사업자와 배전 및 판매사업자가 두 개의 구간으로 입찰을 한다고 가정한다.

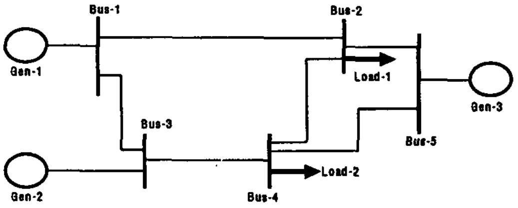


그림 4 5모선 사례계통
Fig. 4 The case system with 5 buses

표 1 발전사업자와 배전 및 판매사업자의 입찰 데이터
Table 1 The offer/bidding data of the GENCO. & DISCO./Retailer

발전사업자의 입찰데이터

	모선	입찰구간 1		입찰구간 2	
		입찰용량 [MW]	입찰가격 [$/MW]	입찰용량 [MW]	입찰가격 [$/MW]
Gen-1	Bus-1	100	40	100	60
Gen-2	Bus-3	100	10	100	30
Gen-3	Bus-5	100	20	100	50

배전 및 판매사업자의 입찰데이터

	모선	입찰구간 1		입찰구간 2	
		입찰용량 [MW]	입찰가격 [$/MW]	입찰용량 [MW]	입찰가격 [$/MW]
Load-1	Bus-2	150	70	200	55
Load-2	Bus-4	200	60	150	40

표 1의 입찰데이터에서 한계송전손실계수를 고려하지 않을 경우의 시장가격은 55$/MW이고 거래물량은 500MW이다. 이때, 모선-1을 기준모선으로 선정하여 기존의 방법론과 본 논문에서 제안한 방법론에 의한 한계송전손실계수의 결과는 표 2와 같다.

표 2 모선별 한계송전손실계수 결과
Table 2 The MLFs results of each bus

	제안방법론	기존방법론	차이(%)
Bus-1	1.0000000	1.0000000	0.000
Bus-2	1.0147486	1.0121534	0.260
Bus-3	0.9922736	0.9922973	0.002
Bus-4	1.0077946	1.0065231	0.127
Bus-5	0.9819454	0.9820946	0.015

본 논문에서 제안한 방법론과 기존 방법론에 의한 한계송전손실계수는 기준모선을 동일 모선(모선-1)으로 선정하였을지라도 결과가 약간씩 다르다. 표 2의 결과를 살펴보면 가장 큰 차이는 모선-2에서 0.260% 정도이고 기준모선을 동일 모선으로 선정하였기 때문에 기준모선의 결과를 제외하면 가장 작은 차이를 나타내는 모선은 모선-3에서 0.002% 정도이다. 또한, 발전모선의 한계송전손실계수도 두 가지 방법론에 의한 결과를 비교해 보면 약간의 차이가 발생하게 되는데 이는 제안한 방법론은 기존 방법론과 달리 조류계산에서 이용되는 전체 자코비안을 이용하여 한계송전손실계수를 도출하기 때문에 부하 변화에 대하여 발전모선에서의 한계송전손실계수 결

과가 영향을 받기 때문이다. 하지만, 본 논문에서 제안한 방법론은 조류계산에서 이용되는 전체 자코비안 행렬을 이용하기 때문에 송전손실을 기존의 방법론보다 좀더 정확하게 도출할 수 있다. 따라서, 기존의 방법론에 의해 도출된 한계송전손실계수의 결과보다 본 논문에서 도출된 결과가 좀더 정확한 결과를 도출할 수 있다고 본다. 이하의 표 3에서는 발전모선과 부하모선으로 구분하여 제안한 방법론과 기존 방법론에 의한 한계송전손실계수의 단순평균과 분산을 보여준다.

표 3 발전/부하모선의 한계송전손실계수 결과

Table 3 The MLFs result of the generation/load bus

	발전모선		부하모선		차이[%]	
	제안 방법론	기존 방법론	제안 방법론	기존 방법론	제안 방법론	기존 방법론
평균	0.9914063	0.9914640	1.0112716	1.0093383	1.9865	1.7874
분산	0.000821	0.0000807	0.0000242	0.0000159	0.0058	0.0065

표 4 한계송전손실계수에 의해 조정된 입찰 데이터

Table 4 The adjusted bidding/offer data by the transmission marginal loss factors

발전사업자의 입찰데이터

	모선	입찰구간 1			입찰구간 2		
		입찰 용량 [MW]	입찰 가격* [$/MW]	입찰 가격 [$/MW]	입찰 용량 [MW]	입찰 가격* [$/MW]	입찰 가격 [$/MW]
Gen-1	Bus-1	100	40.0000	40.0000	100	60.0000	60.0000
Gen-2	Bus-3	100	10.0779	10.0776	100	30.2336	30.2329
Gen-3	Bus-5	100	20.3677	20.3646	100	50.9193	50.9116

배전 및 판매사업자의 입찰데이터

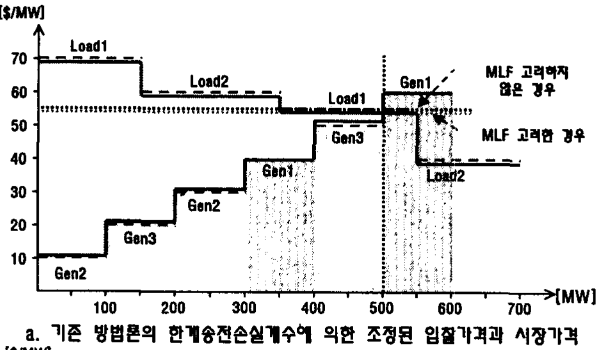
	모선	입찰구간 1			입찰구간 2		
		입찰 용량 [MW]	입찰 가격* [$/MW]	입찰 가격 [$/MW]	입찰 용량 [MW]	입찰 가격* [$/MW]	입찰 가격 [$/MW]
Load-1	Bus-2	150	68.9826	69.1594	200	54.2006	54.3396
Load-2	Bus-4	200	59.5359	59.6111	150	39.6906	39.7408

* : 제안한 방법론에 의한 한계송전손실계수에 의한 결과

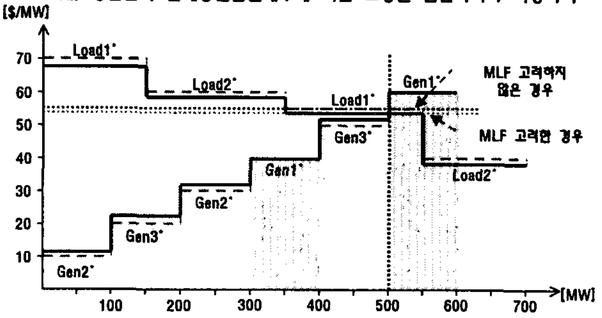
표 3의 결과를 살펴보면 제안한 방법론의 발전모선들과 부하모선들의 한계송전손실계수 단순 평균값의 차이가 기존방법론의 차이보다는 크고 발전모선/부하모선별 분산도 제안한 방법론에 의한 것이 더 크다. 이는 위에서 언급한 것처럼, 시장참여자들의 정산금은 현물시장가격에 한계송전손실계수를 곱하면 도출할 수 있기 때문에 제안한 방법론에 의해 도출된 한계송전손실계수에 의해 발생된 정산잉여금이 기존 방법론에 의한 것보다 클 것이라고 예측할 수 있다.

위의 두 가지 방법론에 의한 한계송전손실계수에 의해 표 1의 발전사업자와 배전/판매사업자의 입찰데이터는 표 4에서 제시된 것처럼 조정된다.

표 4를 기초로 하여 기존의 방법론과 제안한 방법론에서의 한계송전손실계수를 고려한 경우와 고려하지 않은 경우에서의 시장청산가격은 그림 5에서 보여진다.



a. 기존 방법론의 한계송전손실계수에 의한 조정된 입찰가격과 시장가격



b. 제안한 방법론의 한계송전손실계수에 의한 조정된 입찰가격과 시장가격

그림 5 MLF 고려시와 비고려시 시장청산가격 비교

Fig. 5 The comparison of MCP considering/not considering MLF

표 5 제안한 방법론과 기존 방법론에 의한 한계송전손실계수에 의한 시장청산가격 비교

Table 5 The comparison of MCP by the MLF evaluated by the proposed/existing method

	제안한 방법론 ($/MW)	기존 방법론 ($/MW)
시장청산가격	54.2006170	54.3395891

표 6 발전사업자와 배전 및 판매사업자에게 적용된 정산금

Table 6 The settlement applied to the GENCO. & DISCO./Retailer

발전사업자의 수입

	모선	발전량 [MW]	시장 가격* [$/MW]	시장 가격 [$/MW]	발전 사업자의 수입* [$]	발전 사업자의 수입 [$]
GENCO.-1	Bus-1	100	54.2006	54.3396	5420.06	5433.96
GENCO.-2	Bus-3	200	53.7818	53.9210	10756.37	10784.21
GENCO.-3	Bus-5	200	53.2220	53.3666	10644.41	10673.32
발전사업자들의 전체 수입					26820.84	26891.48

배전 및 판매사업자의 구매비용

	모선	부하량 [MW]	시장 가격* [$/MW]	시장 가격 [$/MW]	배전 및 판매 사업자의 구매비용* [$]	배전 및 판매 사업자의 구매비용 [$]
Load-1	Bus-2	300	55.0000	54.9999	16500.00	16500
Load-2	Bus-4	200	54.6231	54.6941	10924.62	10938.81
배전 및 판매사업자들의 전체 구매비용					27424.62	27438.81
정산잉여금					603.74	547.32

* : 제안한 방법론에 의한 한계송전손실계수에 의한 결과

그림 5에서 보여지는 것처럼 각 시장참여자의 입찰가격은 한계송전손실계수에 의해 조정되게 된다. 또한, 한계송전손실계수를 고려하지 않을 때 55$/MW에서 한계송전손실계수를 고려하면 표 5와 같이 시장청산가격이 도출된다.

위의 결정된 시장청산가격에 의해 각 모선에서의 발전사업자와 배전 및 판매사업자가 지불해야 될 정산금액은 표 6에서 보여진다.

표 6에서 보여지는 것처럼 한계송전손실계수에 의해 시장참여자가 위치한 모선별로 현물시장가격이 각기 다르게 된다. 이는 향후 우리나라의 도매전력시장은 시장초기에는 모선별로 동일 가격을 적용하는 단일가격체제에서 한계송전손실계수를 이용하여 근사화된 모선별 시장가격체제(Nodal pricing)를 구축하고자 하고 있음을 알 수 있다. 또한, 표 6에서 송전사업자에게 지불된 정산잉여금은 제안한 방법론에 의해 도출된 한계송전손실계수를 적용할 때가 기존 방법론보다 좀 더 크게 나오고 있다. 한계송전손실계수는 계통의 조건이 바뀌면 항상 일정하게 도출되는 것이 아니라 항시 다르게 도출되기 때문에 위의 정산잉여금도 마찬가지로 계통의 운용조건에 따라 달라지게 된다.

3.2 우리나라 실계통 사례계통

본 절에서는 2001년도 우리나라 최대부하일 때 실계통 사례연구를 수행하였다. 우리나라 2001년 실계통 설비용량은 49,632[GW]이고 최대전력은 43,125[GW]이다. 사례계통의 전체 모선수는 780개이고 이중 214개는 발전모선, 566개는 부하모선으로 구성되어 있다. 제안한 방법과 기존 방법론에 의한 삼천포(SMCNPO)를 기준모선으로 지정하였을 때의 실계통의 한계송전손실계수의 분포는 그림 6에서 보여지고, 각 방법론에 의한 한계송전손실계수의 차이의 결과는 그림 7에서 보여진다.

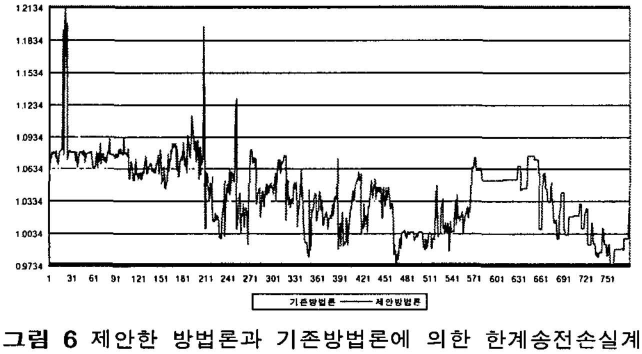


그림 6 제안한 방법론과 기존방법론에 의한 한계송전손실계수 결과

Fig. 6 The result of the MLFs by the proposed method & the existing method

그림 6에서 제안한 방법론에 의한 결과는 기존 방법론의 결과와 비교하였을 때 유사한 분포를 지니고 있으며 그림 7에서 각 방법론에 의한 결과 차이가 가장 큰 값은 약 14%정도이다. 이 결과는 가장 큰 값을 나타내는 모선의 역률이 다른 모선과 비교할 때 매우 낮은 역률을 갖고 있는 모선이기 때문이다.

따라서, 식 (15)를 통해서 이 모선에서 기존 방법론과 제안한 방법론의 한계송전손실계수 결과의 차이가 크게 나는지 알 수 있을 뿐만 아니라 본 논문에서 제안한 방법론의 결과는 기존 방법론과는 달리 송전손실에 대한 유효전력 뿐만 아니라 무효전력의 영향까지도 고려할 수 있다는 것을 알 수 있다.

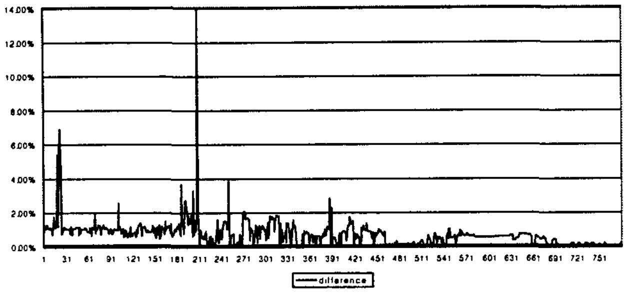


그림 7 제안한 방법론과 기존방법론에 의한 한계송전손실계수 결과 비교

Fig. 7 The result comparison of the MLFs evaluated by the proposed & existing method

이전의 샘플 계통과 마찬가지로 발전모선과 부하모선에 대한 평균과 분산을 구해보면 다음과 같다.

표 7 발전/부하모선의 한계송전손실계수 결과

Table 7 The MLFs result of the generation/load bus

	발전모선		부하모선		차이[%]	
	제안 방법론	기존 방법론	제안 방법론	기존 방법론	제안 방법론	기존 방법론
평균	1.03018	1.02705	1.04485	1.03597	1.467	0.892
분산	0.00090	0.00072	0.00114	0.00075	0.024	0.003

실계통 사례연구의 두 가지 방법론에 의한 한계송전손실계수 결과를 살펴보면 제안한 방법론에 의한 발전/부하모선의 단순 평균차이와 분산도 크다는 것을 알 수 있다. 이는 시장참여자들간의 정산잉여금이 제안한 방법론에 의해 도출된 한계송전손실계수를 적용하면 더 크게 발생한다는 것을 의미한다. 하지만, 이는 위에서 언급된 것처럼 계통상태에 따라서 한계송전손실계수가 변동하기 때문에 이와 같은 결과를 항상 일정하게 도출하지 않을 수 있다.

4. 결 론

본 논문에서는 향후 우리나라 양방향 도매전력시장에서 뿐만 아니라 해외 여러 전력시장에 도입되고 있는 한계송전손실계수의 계산 방법론에 대한 새로운 접근법을 제시하였다. 한계송전손실계수는 모선-i에서의 부하 변화량에 대한 송전손실의 민감도로부터 얻어지는데 송전손실의 비선형 특성으로 인해 직접적인 계산이 어렵다. 따라서, 기존의 방법론들은 조류계산의 자코비안 행렬 중 위상각 증분에 대한 유효전력 증분을 나타내는 H 행렬만을 이용하여 위의 송전손실 민감도 즉, 한계송전손실계수를 도출한다. 하지만, 송전손실이 유효전력 뿐만 아니라 무효전력의 함수임에도 불구하고 위의 방법론은 부하의 변화량에 대하여 무효전력의 변화를 고려하

지 않는다. 따라서, 본 논문에서는 무효전력을 고려하기 위하여 모선-i의 역률 정보를 이용하여 한계송전손실계수 도출 방법론에서 자코비안의 전체 행렬을 이용할 수 있는 방법론을 제시하였다. 본 방법론의 결과와 기존 방법론의 결과를 비교하기 위하여 본 논문에서는 샘플 계통과 2001년도 최대 부하시 우리나라 실계통에 대한 사례연구를 수행하였다. 위의 사례연구 결과를 통하여 제안한 방법론과 기존 방법론에 의해 도출된 한계송전손실계수의 결과를 비교하였을 때 절대값의 차이는 있지만 그 차이가 그리 크지 않았고, 뿐만 아니라, 두 방법론에 의한 발전/부하모선에서의 도출된 결과의 평균과 분산의 차이도 크지 않다는 것을 알 수 있었다. 하지만, 2001년도 우리나라 실계통 사례연구 결과에서 다른 모선에 비해 부하모선의 역률이 낮은 지역의 기존 방법론과 제안한 방법론에 의한 한계송전손실결과는 큰 차이가 나타남을 알 수 있다. 이는 제안한 방법론이 기존 방법론과 달리 송전손실에 대한 유효전력 뿐만 아니라 무효전력의 영향까지도 고려할 수 있음을 알 수 있다. 또한, 위의 결과를 통해서 제안한 방법론은 조류계산에서 이용되는 전체 자코비안 행렬을 이용하기 때문에 송전손실을 기존의 방법론보다 좀더 정확하게 도출할 수 있기 때문에 기존의 방법론에 의해 도출된 한계송전손실계수의 결과보다 본 논문에서 도출된 결과가 좀더 정확한 결과를 도출할 수 있다. 따라서, 본 논문에서 제안한 방법론은 부하 변동에 대하여 보다 정확하게 송전손실을 계산할 수 있고 보다 정제된 경쟁적 전력시장의 구현에 이바지 할 수 있을 것이라 생각한다.

감사의 글

이 논문은 2002년도 한국학술진흥재단의 지원에 의하여 연구되었음(KRF-2002-003-D00111).

참 고 문 헌

[1] 박종배, 조기선, 이기송, 신중린, "예측된 시장가격 정보를 이용한 발전기의 최적 입찰전략," 2001년도 대한전기학회 전력기술부문회 추계학술대회 논문집, 2001. 11.
[2] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, Spot pricing electricity, Kluwer Academic Publishers, 1988.
[3] FERC, Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design, Docket No. RM01-12-000, 2002.
[4] J. B. Park, J. R. Shin, K. S. Lee, and J. H. Kim, "A new analytical approach for calculation of generator marginal loss factors," KIEE International transaction on PE, Vol. 12A No. 2, pp. 66-72, 2002.
[5] Korean Power Exchange(KPX), Market Code, 2002.
[6] NEMMCO, Treatment Loss Factors in the National Elcetricity Market, Nov. 1999.
[7] NEMMCO, An Introduction to Australia's National Electricity Market, Mar. 2001.
[8] Svenska Kraftnat, The Swedish Electricity Market Reform and Its Application for Svenska Kraftnat, Second Edition, Mar. 1997.
[9] A. J. Wood, and B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control, John Wiley & Sons, Inc. 1984.
[10] O. I. Elgerd, Electric Energy Systems Theory, McGraw-Hill Book Company, 1982.
[11] A. R. Bergen, and V. Vittal, Power Systems Analysis (2nd Edition), Prentice Hall, 2000.
[12] F. L. Alvarado, "Penalty factors from Newtons's method," IEEE Trans. on PAS., Vol. PAS-97, No. 6, pp. 2031-2040, Nov./Dec. 1976.
[13] F. Jamshidian, K. -C. Liu, and R. Lugtu, "Penalty factor calculation incorporating interchange constraints," IEEE Trans. on PAS. Vol. PAS-102, No. 11, pp. 3667-2037, Nov. 1983.
[14] IMO, Market Rules for the Ontario Electricity Market, Feb. 2000.

저 자 소 개

박 종 배 (朴 宗 培)

1963년 11월 24일생. 1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 조교수.
Tel : 02-450-3483
E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr

이 기 송 (李 起 松)

1974년 8월 4일생. 2000년 건국대 공대 전기공학과 졸업. 2002년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정.
Tel : 02-458-4778
E-mail : ssong7@konkuk.ac.kr

신 중 린 (愼 重 麟)

1949년 9월 22일생. 1977년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1984년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 교수.
Tel : 02-450-3487
E-mail : jrshin@konkuk.ac.kr

김 성 수 (金 成 洙)

1964년 10월 26일생. 1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1999년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 현재 한국전력거래소 과장.
Tel : 02-450-3487
E-mail : sskim@kpx.or.kr